

Windenergie in der Südregion

Warum der aktuelle Regulierungsrahmen
den Ausbau im Süden verhindert

27. Mai 2026

Worum geht es?

Zusammenfassung

Die regionalen Planungsgemeinschaften in Bayern und Baden-Württemberg haben rechtskräftig oder im Entwurf der Regionalpläne Windvorranggebiete (VRG) weitgehend flächendeckend ausgewiesen. Die **planerischen Voraussetzungen für den Windenergieausbau in der Südregion** werden damit **formal erfüllt**. Der geltende Regulierungsrahmen des EEG und der vorliegende Entwurf der EEG-Novelle 2027 der Bundesregierung macht diese Flächen allerdings **wirtschaftlich nicht nutzbar**. Im Referenzertragsmodell des EEG sind **windschwache Standorte** in der Südregion gegenüber windstarken Nord-Standorten **systematisch benachteiligt**. Der standortbedingte Minderertrag wird nicht ausreichend kompensiert, sodass Projekte im Süden **flächendeckend nicht kostendeckend realisierbar** sind. Die EEG-Ausschreibungsergebnisse spiegeln das wider: **Zuschläge gehen nahezu ausschließlich in den Norden**.

In der Konsequenz bedeutet dies, Windstrom, der nicht **bedarfsnah im Süden erzeugt** wird, muss stattdessen im Norden produziert und über weite Strecken transportiert werden. Die dafür notwendigen Netzausbauinvestitionen übersteigen die Erzeugungskosten in Süddeutschland. Dies ist eine volkswirtschaftliche Fehlsteuerung.

Um die **Resilienz unseres Energiesystems zu stärken** und **weiteren teuren Stromnetzausbau** von Nord- nach Süddeutschland zu **vermeiden**, soll der Ausbau der erneuerbaren Energien am zukünftigen Strombedarf in der Südregion bemessen und zuverlässig gesteuert werden.

Mit einer Bundesratsinitiative soll in Bezug auf die Novellierung des EEG für Windenergie an Land

- **zwei Ausschreibungsgebiete Nord- und Südregion** definiert und das gesetzliche Ausschreibungsziel mit einer Quote iHv 35 % (3.500 MW/a) in Süddeutschland realisiert sowie die bestehende Ausbaulücke (rund 20.000 MW) innerhalb von 5 Jahren durch ergänzende Ausschreibungsvolumina iHv 4.000 MW jährlich geschlossen werden.
- im Referenzertragsmodell § 36h EEG der **untere Grenzwert des Gütefaktors für die Südregion auf 40 % abgesenkt** und der **Korrekturfaktor** der Standortgüte mit der Formel $\text{Korrekturfaktor} = 1/\text{Gütefaktor}$ **bestimmt** werden.

Agenda

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020
2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 - Was bedeutet das für Bayern und Baden-Württemberg?
3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor
4. Bedarfsnaher Erzeugung statt Netzausbau
5. Acht Gründe für die Beseitigung der strukturellen Benachteiligung der Südregion
6. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020



GoelWind

1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020

Preisbildungsmechanismus im Ausschreibungsverfahren

1. Ausschreibungsverfahren

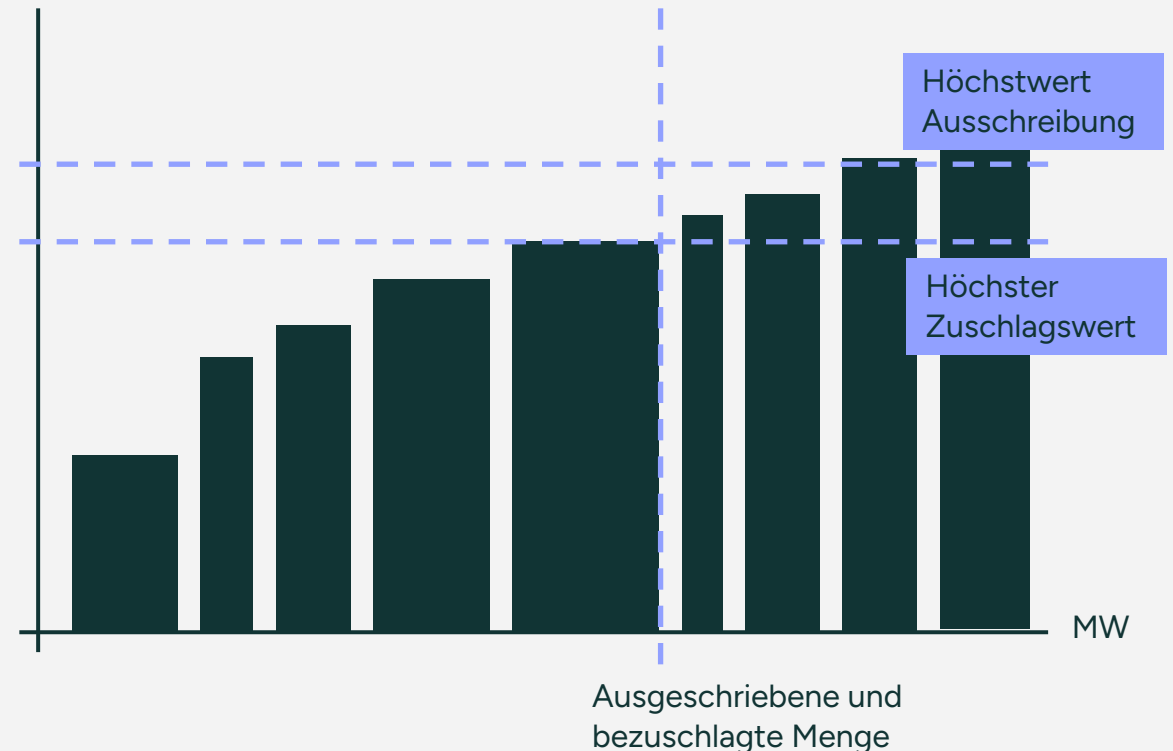
- **Ausschreibungsvolumen:** Die Bundesnetzagentur (BNetzA) legt das Volumen für eine Ausschreibungsrunde (z. B. MW für Wind) fest.
- **Gebote:** Anlagenbetreiber oder Projektierer reichen Gebote ein, in denen sie angeben, welchen Förderbetrag (€/MWh) sie benötigen, um €/MWh ihr Projekt wirtschaftlich zu realisieren.

2. Preismechanismen

- **Pay-as-bid-Verfahren:** Im EEG-Ausschreibungsverfahren kommt das **Pay-as-bid-Verfahren** zum Einsatz: **Jedes erfolgreiche Gebot erhält den Zuschlag zum gebotenen Preis.** Der gebotene Wert bildet später die Höhe der Förderung für die jeweilige Anlage (Marktprämie/Tarif).
- **Höchstwert (Deckel):** Die BNetzA gibt einen **Höchstwert** vor, den kein Gebot überschreiten darf. Wer zu viel fordert, wird ausgeschlossen.

3. Zuschlagsfindung & Folge

- Die günstigsten Gebote werden bis zur ausgeschriebenen Menge bezuschlagt. **Rangfolge:** Nach Preis, ggf. Losverfahren bei Preisgleichheit. Schließlich werden die Zuschlagswerte veröffentlicht.
- **Folge:** Jeder Anlagenbetreiber bekommt die Förderung, die seinem eigenen Gebot entspricht, für die gesamte Zuschlagsdauer (meist 20 Jahre) – unabhängig vom Preis anderer Bieter.



1. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungswettbewerbs um EEG-Entgelte

Der **Genehmigungstau** aufgrund langer BlmSchG-Genehmigungsverfahren für Windprojekte hat **in der Vergangenheit** dazu geführt, dass die **ausgeschriebenen Mengen regelmäßig unterzeichnet** wurden, was Zuschläge nahe am Höchstwert zur Folge hatte.

Seit Sommer 2024 wächst das Volumen genehmigter Windprojekte deutlich an, wodurch sich ein **Überzeichnungsvolumen aufbaut**.

Die Folge ist ein **erheblicher Wettbewerb** innerhalb der Ausschreibungen, der zu stark gesunkenen Zuschlagswerten führt:

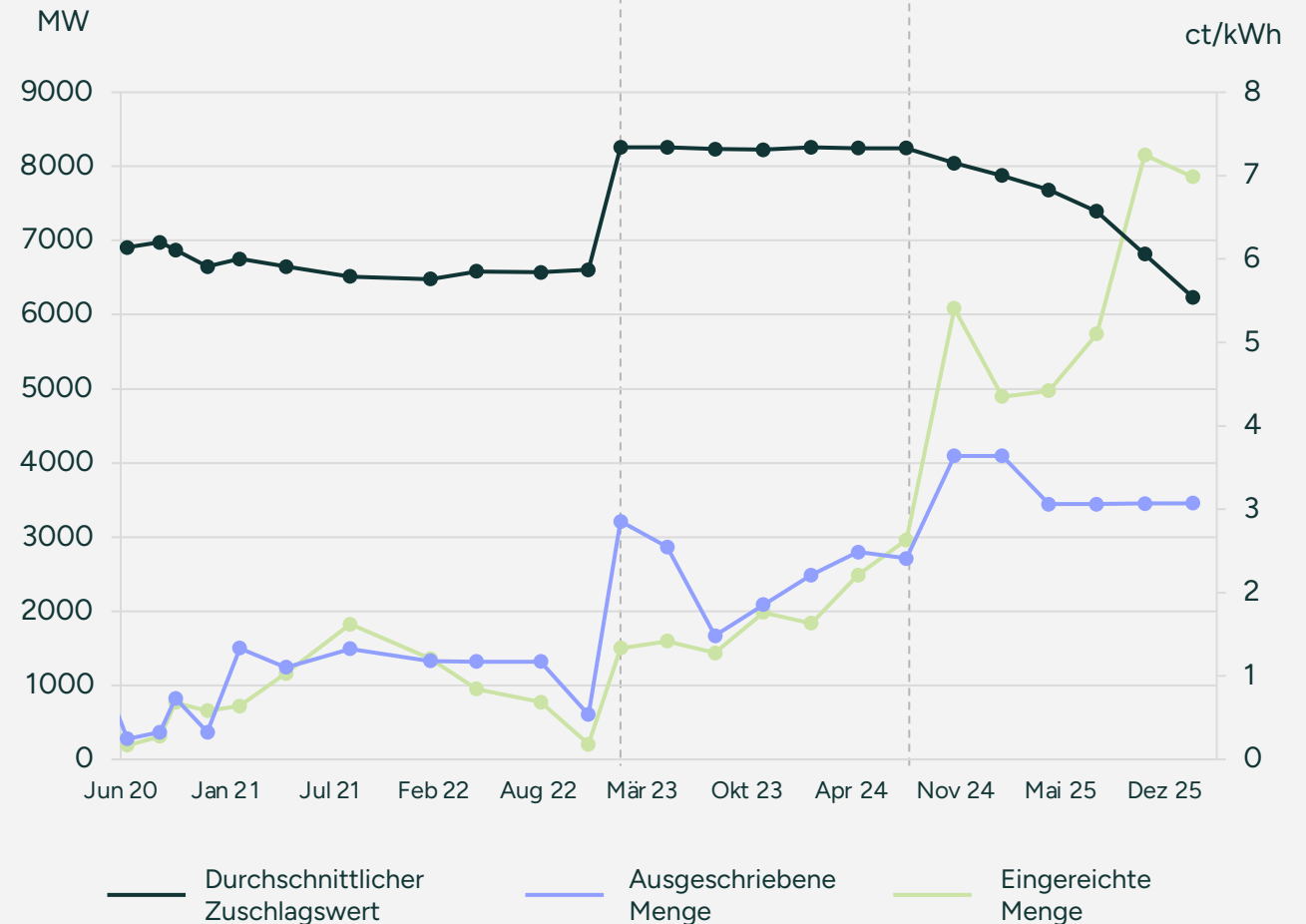
- Anfang 2024 noch Zuschläge von 73,5 €/MWh
- durchschnittliche Wert November 2025 60,6 €/MWh

Es ist **offen, wie sich Nachfrage** (politische Ziele, Regelungen in der kommenden EEG-Novelle) **und weiteres Angebot** (Abbau des Genehmigungsstaus) **zukünftig entwickeln** werden.

Solange es Überzeichnungen gibt wird intensiver Wettbewerb anhalten.

Angepasste Höchstwerte zur Kompensierung gestiegener Capex und Zinsen

Vielzahl an Genehmigungen führt zu Überangebot; Verkäufermarkt wird zu Käufermarkt



2. Letzte Ausschreibung
Februar 2026 – Was
bedeutet das für Bayern
und Baden-Württemberg?

2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Ausschreibungsergebnisse Bayern

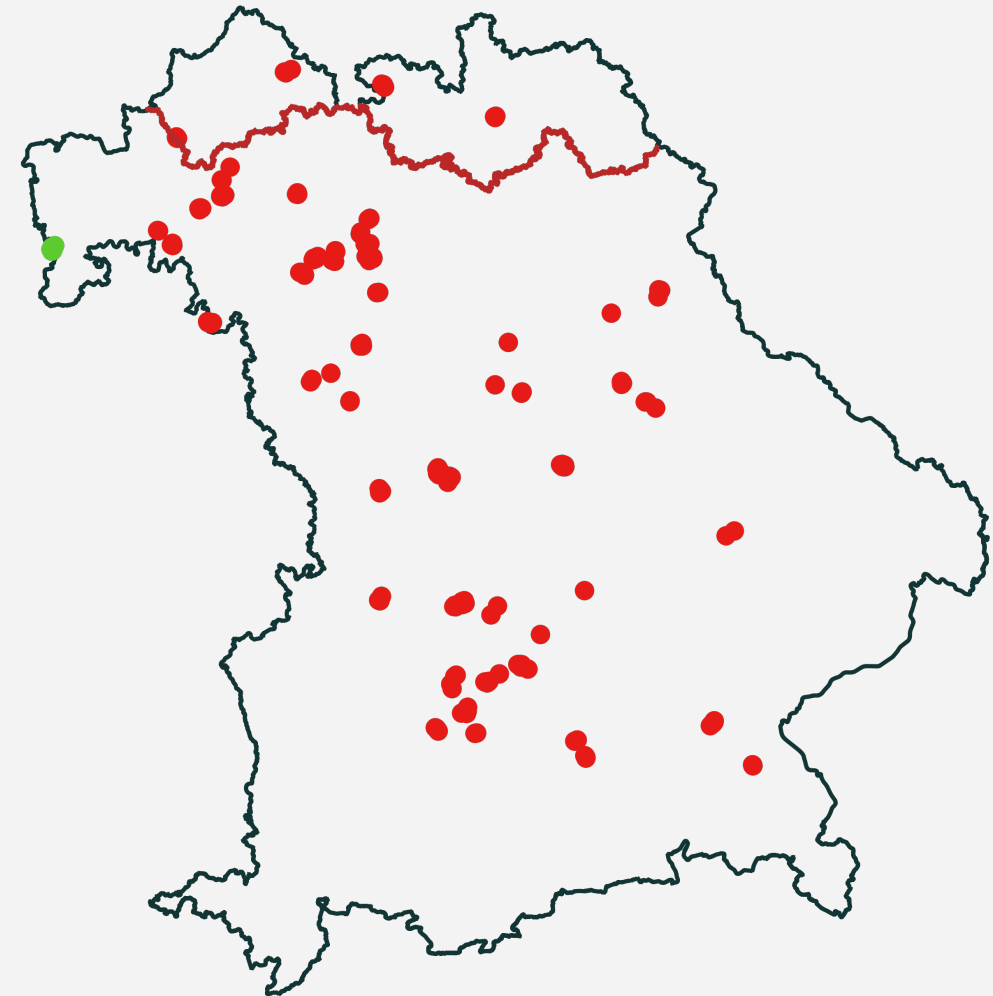
EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026

Durchschnittlicher Zuschlagswert	Ct/kWh	5,54
Höchster Zuschlagswert	Ct/kWh	5,64
Ausgeschriebene Menge	MW	3.455
Eingereichte Menge	MW	7.858
Überangebot	MW	4.413

EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026 **Bayern**

Anzahl Gebote		44
Gebotsmenge	MW	541
Anzahl Zuschläge		1
Zuschlagsmenge	MW	31
Anzahl WEA mit BlmSchG- Genehmigung ohne Zuschlag		176
Summe MW mit BlmSchG- Genehmigung ohne Zuschlag	MW	1.129

Fazit: Nahezu **keine Zuschläge** gehen nach Bayern.



● Anlagen mit Zuschlag ● Anlagen ohne Zuschlag (mit Genehmigung) — Grenze EEG-Südregion

2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Ausschreibungsergebnisse Baden-Württemberg

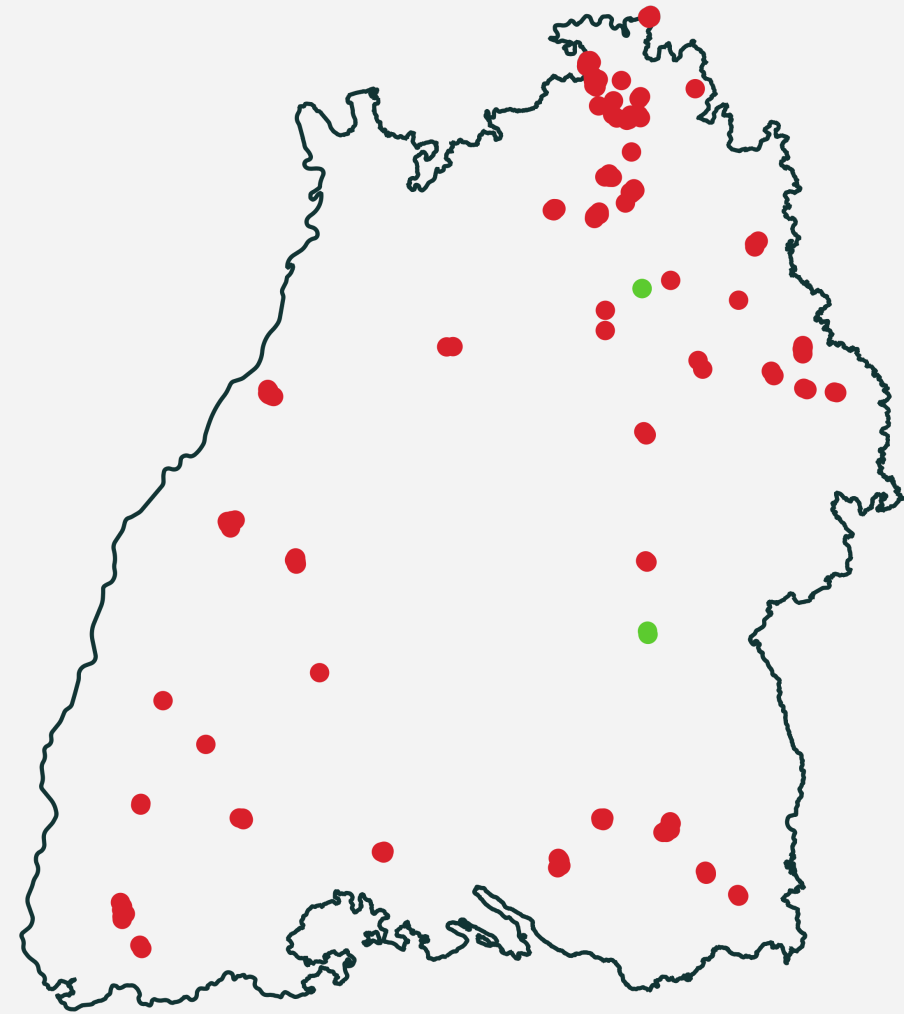
EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026

Durchschnittlicher Zuschlagswert	Ct/kWh	5,54
Höchster Zuschlagswert	Ct/kWh	5,64
Ausgeschriebene Menge	MW	3.455
Eingereichte Menge	MW	7.858
Überangebot	MW	4.413

EEG-Ausschreibung Wind an Land Februar 2026 BaWü

Anzahl Gebote		34
Gebotsmenge	MW	251
Anzahl Zuschläge		3
Zuschlagsmenge	MW	24
Anzahl WEA mit BlmSchG-Genehmigung ohne Zuschlag*		148
Leistung der Genehmigten WEA ohne Zuschlag*	MW	933

Fazit: Nahezu **keine Zuschläge** gehen nach **Baden-Württemberg**.



● Anlagen mit Zuschlag ● Anlagen ohne Zuschlag (mit Genehmigung)

*Quelle: Marktstammdatenregister der BNetzA

2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Was bedeutet das für die Südregion?

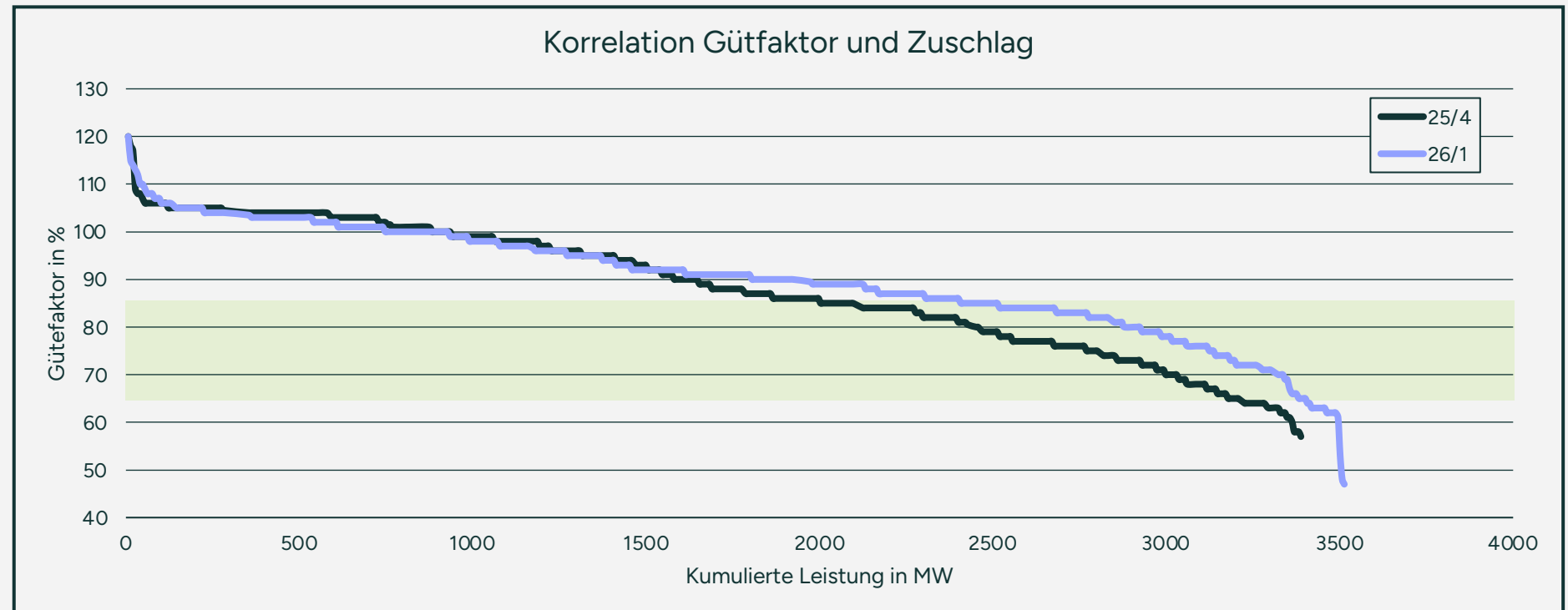
35%
des deutschen
Strombedarfs
entstehen in
Süddeutschland

14%
des deutschen
Windstroms wird in
Süddeutschland
erzeugt

≈20.000 MW
Windenergie-
Ausbaulücke in
Süddeutschland

Schlussfolgerungen

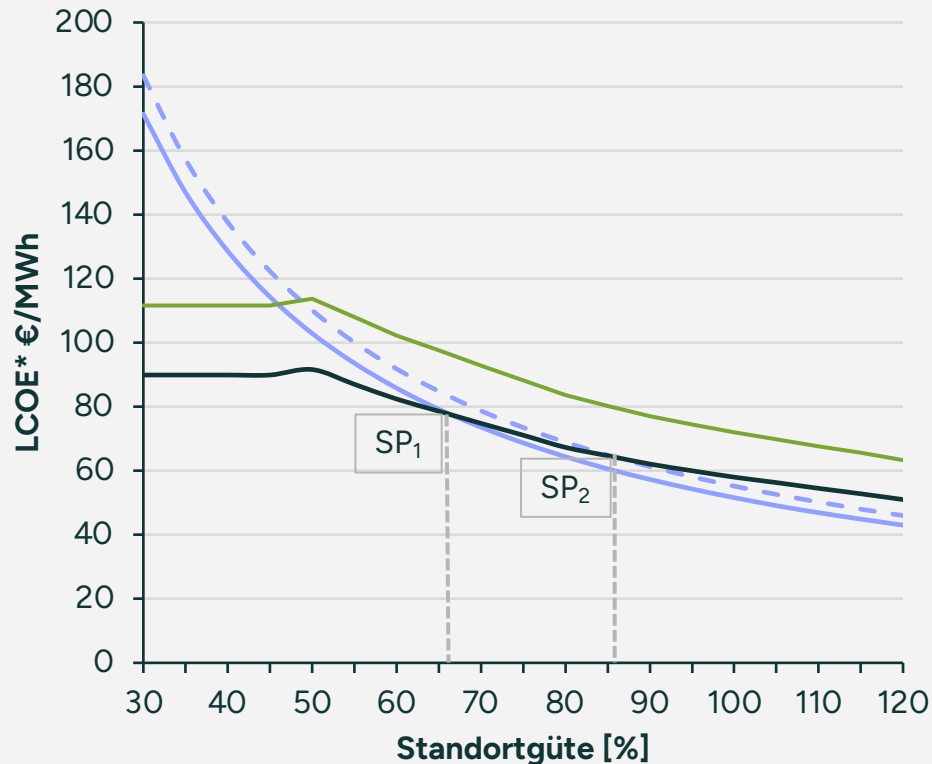
1. Bei aktuellen Zuschlagswerten sind **süddeutschen Standorte nicht** mehr **wettbewerbsfähig** (Standortgüte oft <70 %).
2. Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord- und Südregion **nicht abgebaut** werden.
3. Aufgrund der **geringen Zuschlagsquote** für die Südregion **wächst das Ungleichgewicht** weiter.



3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

LCOE vs. Anzulegender Wert - Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung



- LCOE 1.600 €/kW
- - LCOE 1.750 €/kW
- AW KF Gesetz (§ 36h EEG) (58 €/MWh)
- AW KF Gesetz (§ 36h EEG) (72 €/MWh)

Die Vergütungssystematik des §36h EEG 2023 bilden das **Risikoprofil** eines fixkostendominierten Geschäftsmodells nicht immer optimal ab. In der Grafik zeigt die Vergütung über den Anzulegenden Wert mit dem Korrekturfaktor gemäß der Gesetzgebung.

Dabei gilt:

- Anzulegender Wert (AW) = Zuschlagswert*Korrekturfaktor
- Standortgüte < 50 %: Korrekturfaktor = 1,55 (pauschal, Südregion)
- Angenommener Zuschlagswert = 58 €/MWh

Die Schnittpunkte zeigen die Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung bei angenommenen Zuschlagswert.

	Bei CAPEX 1.600 €/kW (SP ₁)	Bei CAPEX 1.750 €/kW (SP ₂)
Standortgüte (%)	66,5	85,8
Korrekturfaktor _{gesetzl.}	1,336	1,107
AW / LCOE (€/MWh)	77,5	64,2

Die Grafik macht deutlich, dass **alle Standorte unterhalb 86 % Standortgüte strukturell nicht kostendeckend** vergütet werden. Alle Standorte zwischen **66-86%** können **nur bei niedrigen Kosten** vergütet werden, während alle Projekte mit einer **Standortgüte unter 66% unwirtschaftlich** sind.

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Den Süden nicht aufgeben - Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung

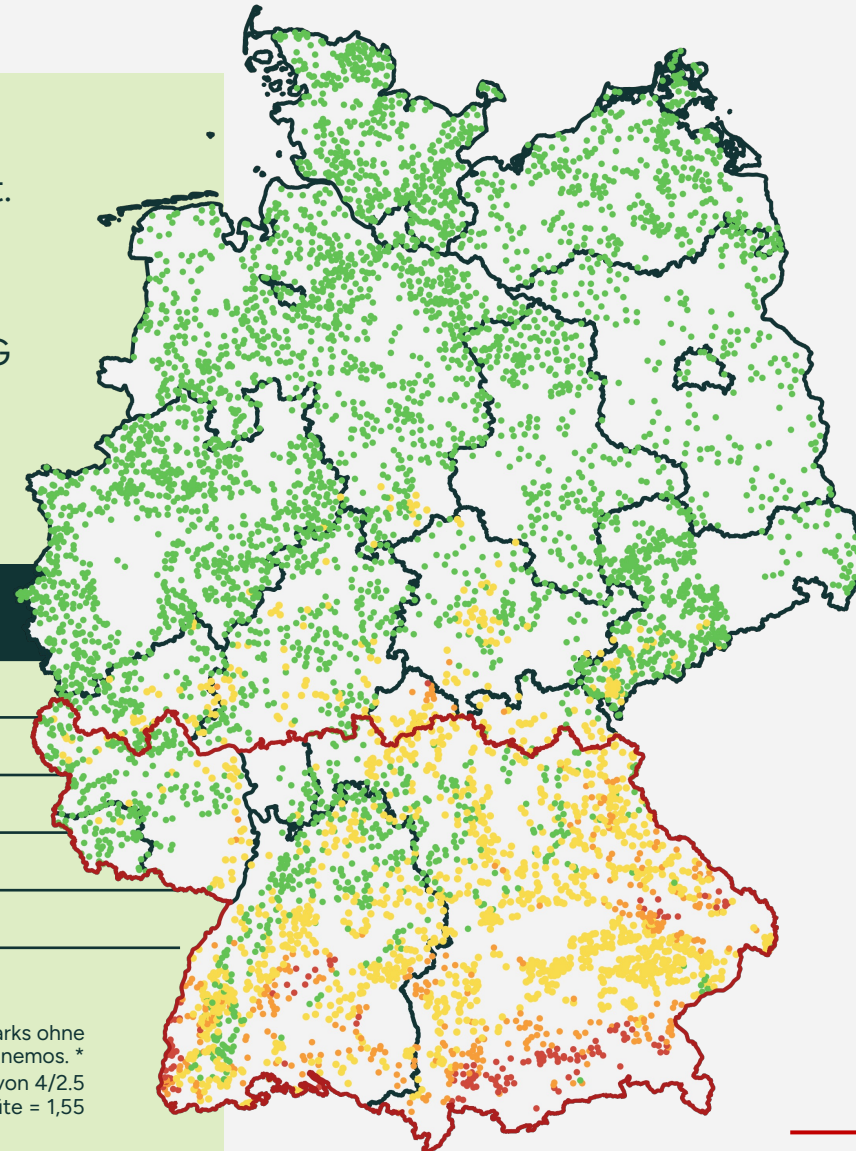
Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) deutschlandweit die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten deutschlandweit Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in der Südregion** und darüber hinaus **nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	9.540 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	21.348 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	79.905 MW
> 1.600	>= 66%	301.126 MW
Summe:		411.919 MW

*Analysebasis: rd. 14.000 Flächen der Regionalplanungen, 4.200 erstellte Windparks ohne Bestandsanlagen. Standortgüte ermittelt über Windatlas anemos. *
Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5
**inklusive angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 <50 % Standortgüte = 1,55



— Südregion (EEG 2023)

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

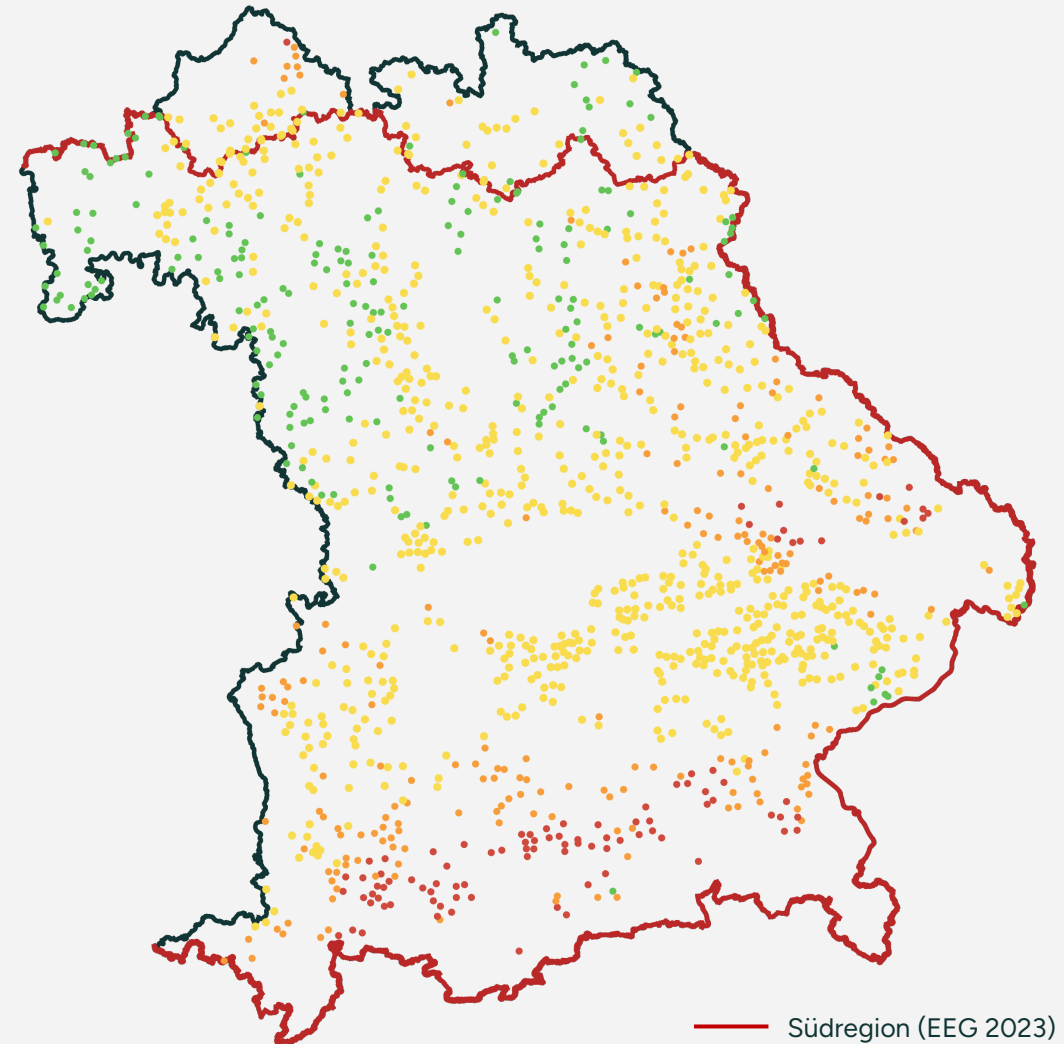
Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung - Bayern

Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) in Bayern die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in Bayern nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	7.654 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	13.997 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	39.385 MW
> 1.600	>= 66%	8.258 MW
Summe:		69.394 MW



*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2,5 auf Flächen der Regionalplanungen
 **angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 = 1,55

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

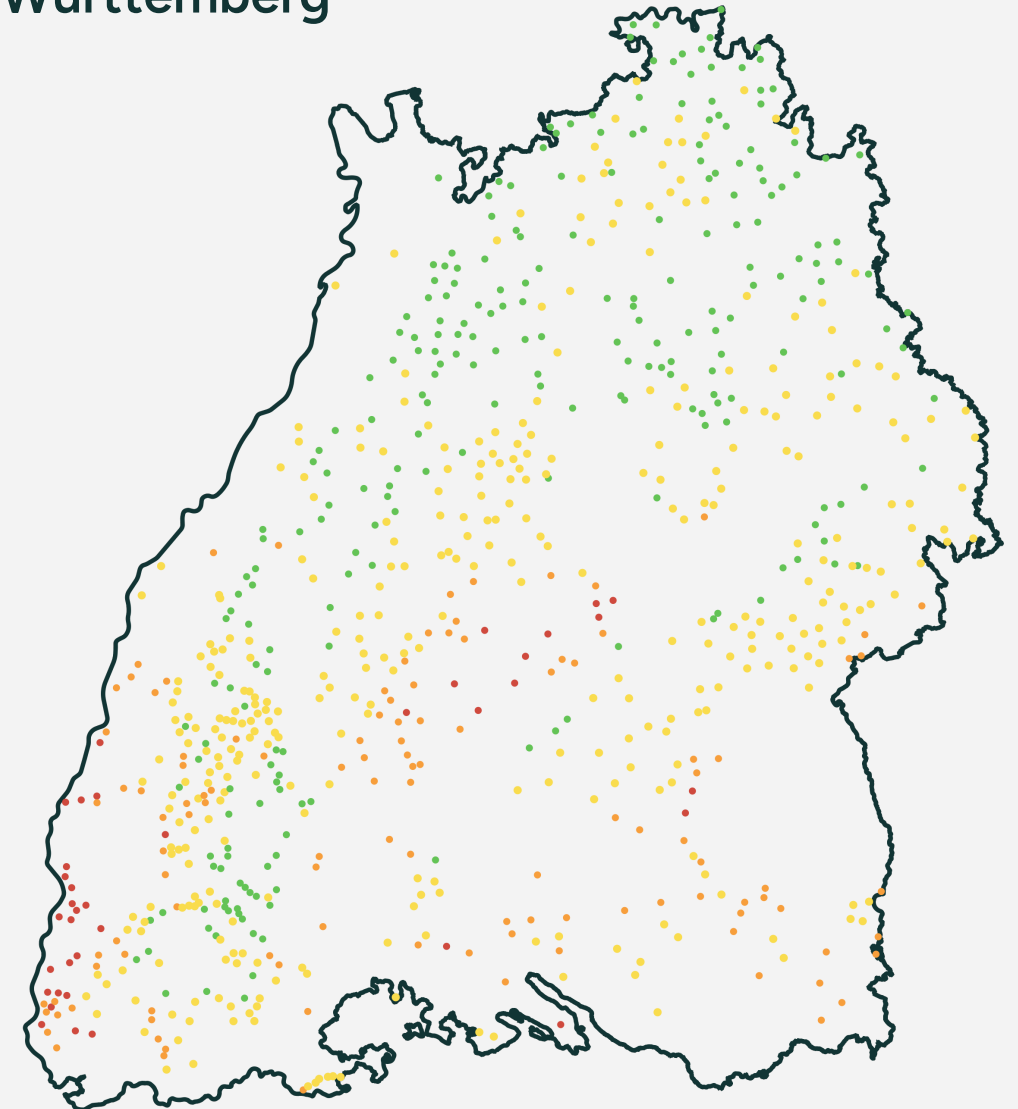
Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung - Baden-Württemberg

Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) in Baden-Württemberg die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in Baden-Württemberg nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	1.886 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	7.106 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	23.566 MW
> 1.600	>= 66%	10.613 MW
Summe:		43.171 MW

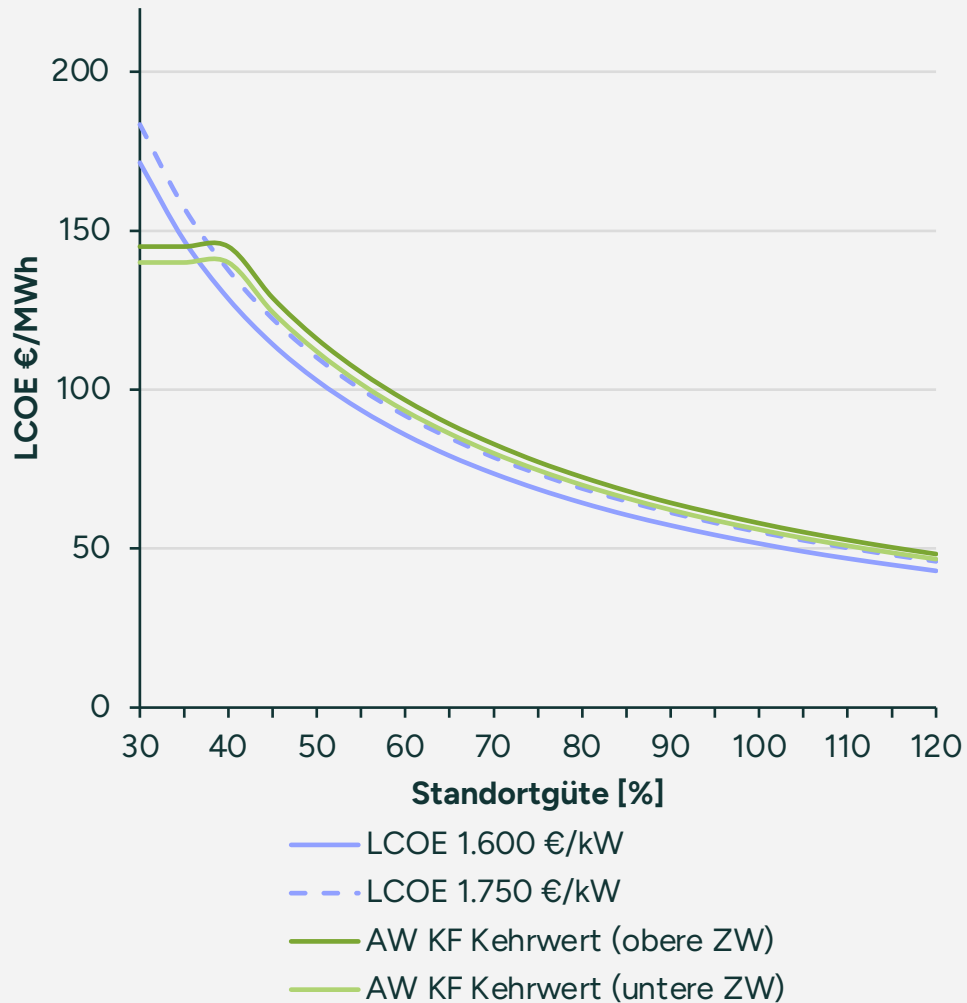


*Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2,5 auf Flächen der Regionalplanungen

**angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 = 1,55

3. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Korrekturfaktor Gesetz vs. Korrekturfaktor Kehrwert (1/Gütefaktor)



Bildet man den **Korrekturfaktor nach dem Kehrwert der Standortgüte (1/Gütefaktor)** entstehen abhängig vom angenommenen Zuschlagswert die grünen Kurven in der Grafik.

- Angenommene **Zuschlagswerte** :
 - 56 €/MWh (hellgrüne Kurve),
 - 58 €/MWh (dunkelgrüne Kurve)
- Der **untere Grenzwert** der Standortgüte wurde auf **40 %** abgesenkt, so dass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in der Südregion wirtschaftlich möglich wird.

Der neue Korrekturfaktor (Kehrwert) bildet **99,6 % Fixkosten mathematisch korrekt ab** und deckt die **Stromgestehungskosten** auch **unter 66% Standortgüte**

- Eine Kostendeckung ab $\geq 40\%$ Standortgüte würde mit angepassten Korrekturfaktor robust gegen CAPEX-Variationen laufen
- Zusätzlich findet keine Überkompensation bei Standortgüte $> 100\%$ statt

4. Bedarfsnahe
Erzeugung statt
Netzausbau

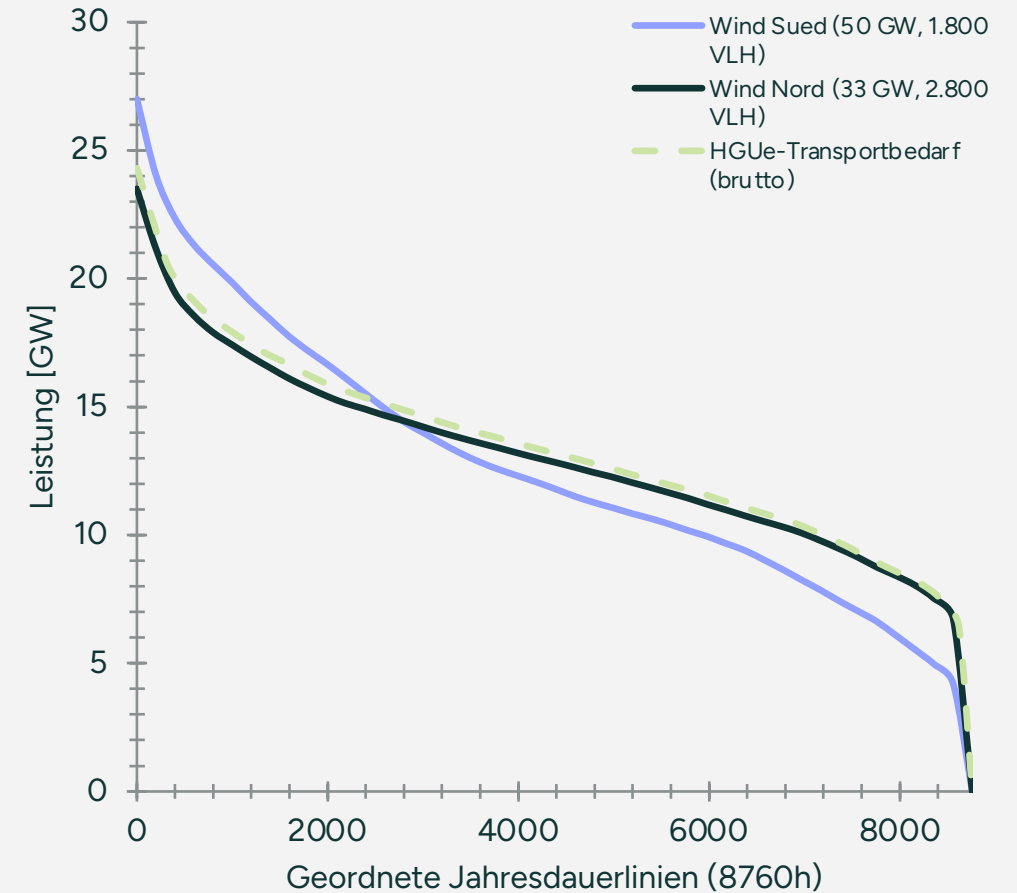
4. Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau

Analyse des Mehrbedarfs an HGÜ-Leitungen bei Ausbaustopp in Südregion

Was passiert, wenn 50 GW Windenergie in Süddeutschland komplett wegfallen?

Annahmen	WEA-Typ	Vestas V172-7.2 MW		
	Portfolio-Süd	50 GW / 6.944 WEA / 1.800 Vbh		
	Portfolio Nord:	33 GW / 4.627 WEA / 2.800 Vbh		
	HGÜ-Korridor	2 GW / 750 km / 3,5% Verluste		
	HGÜ-CAPEX:	Erdkabel 9 Mio/km Freileitung 1,8 Mio/km		
	Mix 30/70:	3,7 Mrd EUR / 2-GW-Korridor		
	WEA-CAPEX:	1.600 EUR/kW (all-in)		
	NEP-Trassen	NICHT angerechnet (decken bestehenden Bedarf)		
	Kennzahl	Süd	Nord	HGÜ (zusätzl.)
Installierte Leistung	50,0 GW	33,3 GW	-	
Anzahl WEA (V172-7.2)	6.944	4.627	-	
Volllaststunden	1.800 h/a	2.800 h/a	-	
Kapazitätsfaktor	20,5%	32,0%	-	
Gleichzeitigkeitsfaktor	54%	73%	-	
Jahresenergie	90 TWh	93,3 TWh	90 TWh netto	
Max. gleichz. Leistung	27 GW	23,5 GW	24,3 GW	
Transportverluste	-	-	3,3 TWh (3,5%)	
Zusätzl. HGÜ-Trassen	-	-	9 x 2 GW = 18 GW	
Zusätzl. Korridore	-	-	+9 (über NEP hinaus)	

Kennzahlen Erzeugung & Transport (zusätzl. zum NEP)



Nord erzeugt mit 33 GW dieselbe Energie wie Süd mit 50 GW, aber der Transport erfordert 9 zusätzliche HGÜ-Korridore.

4. Bedarfsnahe Erzeugung statt Netzausbau

Analyse des Mehrbedarfs an HGÜ-Leitungen bei Ausbaustopp in Süddeutschland

CAPEX-VERGLEICH (ALLE ZUSÄTZLICH, OHNE NEP-ANRECHNUNG)					
<i>90 TWh/a netto Süd in jedem Szenario HGÜ Mix 30% Erdkabel / 70% Freileitung</i>					
Option	WEA N [Mrd]	HGÜ [Mrd]	WEA S [Mrd]	Gesamt [Mrd]	Delta vs Süd
Süd 50 GW (Ref.)	-	-	80,0	80,0	Referenz
Nord 100% + 9 HGÜ	53,3	33,0	0	86,3	+6,3 (+8%)
Nord 95% + 8 HGÜ	50,6	29,3	4,0	84,0	+4,0 (+5%)
Nord 90% + 8 HGÜ	48,0	29,3	8,0	85,3	+5,3 (+7%)
Nord 80% + 7 HGÜ	42,6	25,7	16,0	84,3	+4,3 (+5%)
Sensitivität					
Var. 100% Erdkabel	53,3	67,0	0	120,3	+40,3 (+50%)

Der nicht **in der Südregion bedarfsnah erzeugte Windstrom** muss dafür im Norden erzeugt werden und **nach Süden transportiert** werden.

- Ca. 9 zusätzliche HGÜ-Korridore (18 GW Übertragungsleistung) notwendig
- 50.000 MW fehlender Ausbau im Süden führt zu 33.000 MW Ersatzbedarf im Norden + 24.000 MW HGÜ-Trassen
- Zusätzlicher Investitionsbedarf: **10–40 Mrd. €**
- Außerdem entsteht das Risiko der **Bildung einer eigenen Strompreiszone** Süddeutschland.

Systemkostenvergleich:

Erzeugung Süd < Erzeugung Nord + Transport Nord

Um den **zusätzlichen Netzausbau** zu vermeiden, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden. Ein **einmaliges Sonderausschreibungsvolumen** kann die **bestehende Lücke** und die aktuell weiter aufgehende Schere des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion **nicht schließen**.

5. Acht Gründe für die Beseitigung der strukturellen Benachteiligung der Südregion

5. Acht Gründe für die Beseitigung der strukturellen Benachteiligung der Südregion

I. Resilienz des Energiesystems

35 % des deutschen Strombedarfs entstehen in Süddeutschland, aber nur 14 % des Windstroms werden dort erzeugt. Die strukturelle Unterdeckung erhöht die Abhängigkeit von Stromimporten und fossilen Reservekraftwerken. In der EEG-Ausschreibung Februar 2026 erhielt Baden-Württemberg bei 933 MW genehmigter Leistung lediglich 24 MW Zuschlag.

Jede zusätzlich in Süddeutschland installierte Windenergieanlage substituiert fossile Importenergie unmittelbar. Die Ausbaulücke von rund 20.000 MW bedeutet, dass ein erheblicher Teil des süddeutschen Strombedarfs dauerhaft durch Ferntransport oder fossile Erzeugung gedeckt werden muss – unvereinbar mit einer resilienten, treibhausgasneutralen Energieversorgung.

II. Vermeidung eines Marktgebiets Süd im Stromgroßhandelsmarkt

Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO (EU) 2019/943) verpflichtet ACER und ENTSO-E zur regelmäßigen Überprüfung der Gebotszonenkonfiguration. Strukturelle Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland können eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Strompreiszone erzwingen.

Eine eigene Strompreiszone Süd würde zu dauerhaft höheren Großhandelspreisen in Süddeutschland führen und die Wettbewerbsfähigkeit der süddeutschen Industrie beeinträchtigen. Bedarfsnaher Ausbau der Windenergie in der Südregion verringert die strukturellen Engpässe und reduziert das Risiko einer Marktgebietsteilung.

III. Steigender Strombedarf in Süddeutschland

Die Elektrifizierung von Wärme (Wärmepumpen), Mobilität (E-Fahrzeuge), Industrie (Prozesswärme, Wasserstoff) sowie der Aufbau von Rechenzentren erhöhen den Strombedarf in Süddeutschland erheblich. Baden-Württemberg und Bayern sind Standorte energieintensiver Industrie, wachsender Rechenzentrumskapazitäten und dichter Besiedlung.

Der zusätzliche Strombedarf verschärft die bestehende Erzeugungslücke. Ohne bedarfsnahen Ausbau der Windenergie im Süden muss der gesamte Mehrbedarf durch Ferntransport aus dem Norden gedeckt werden – mit entsprechend steigendem Netzausbaubedarf. Windenergie in der Südregion ist die einzige erneuerbare Erzeugungstechnologie, die in der Größenordnung des wachsenden Bedarfs skalierbar ist.

5. Acht Gründe für die Beseitigung der strukturellen Benachteiligung der Südregion

IV. Vermiedene Netzausbaukosten gegenüber zuwachsenden EEG-Entgelten

Der fehlende Ausbau im Süden erzwingt Ersatzerzeugung im Norden und zusätzlichen Transport:

- 50.000 MW fehlender Ausbau Süd → 33.000 MW Ersatzbedarf Nord + 9 zusätzliche HGÜ-Korridore (à 2 GW, 750 km)
- Zusätzlicher Investitionsbedarf: 10–40 Mrd. € (bei 100 % Erdverkabelung bis 40 Mrd. €)
- Systemkostenvergleich: Erzeugung Süd < Erzeugung Nord + Transport

Die Neuparametrierung des Korrekturfaktors führt zu moderat höheren anzulegenden Werten für süddeutsche Standorte. Dieser Mehrbedarf an EEG-Entgelten ist volkswirtschaftlich effizient, da er ein Vielfaches an Netzausbaukosten vermeidet, die andernfalls über Netzentgelte von allen Stromverbrauchern getragen würden.

V. Eingriff in Raum und Natur durch zusätzlichen Netzausbau

Jeder zusätzliche HGÜ-Korridor erstreckt sich über rund 750 km und durchquert Schutzgebiete, landwirtschaftliche Flächen und Siedlungsräume. Auch bei überwiegender Erdverkabelung verbleiben erhebliche Eingriffe (Trassenbreite, Bodenverdichtung, Grundwasserbeeinträchtigung) sowie dauerhafte

Nutzungseinschränkungen.

Die 9 zusätzlichen HGÜ-Korridore, die bei fehlendem Ausbau im Süden erforderlich wären, können durch bedarfsnahe Erzeugung auf bereits raumordnerisch abgewogenen Vorrangflächen vollständig vermieden werden. Der Eingriff durch dezentrale Erzeugung ist gegenüber dem linearen Eingriff durch Hunderte Kilometer Übertragungsleitungen deutlich geringer.

VI. Folgen für die Akzeptanz der Regionalplanung

Die Regionalplanungsträger in Baden-Württemberg und Bayern weisen unter erheblichem Aufwand und gegen lokale Widerstände Vorranggebiete für Windenergie aus. Wenn diese Flächen aufgrund des Regulierungsrahmens des EEG nicht wirtschaftlich erschlossen werden können, wird die Akzeptanz des gesamten Planungsprozesses untergraben.

75 % der ausgewiesenen Vorranggebiete in Baden-Württemberg weisen eine Standortgüte unter 66 % auf und sind bei aktuellen Zuschlagswerten nicht wettbewerbsfähig. Wenn Gemeinden und Bürger Flächen für Windenergie akzeptieren, diese aber mangels wirtschaftlicher Realisierbarkeit nicht bebaut werden, erodiert das Vertrauen in die Planungsinstrumente und die Energiewende insgesamt.

5. Acht Gründe für die Beseitigung der strukturellen Benachteiligung der Südregion

VII. Folgen für das Flächenziel Windenergie an Land

Das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) verpflichtet die Länder, bis 2032 einen definierten Flächenbeitragswert für Windenergie auszuweisen. Vorranggebiete, die aufgrund des EEG-Regulierungsrahmens offensichtlich nicht wirtschaftlich erschlossen werden können, sind rechtlich angreifbar:

Rund 9.000 MW in Baden-Württemberg liegen unter 50 % Standortgüte und erhalten bei geltendem Grenzwert keine Korrekturfaktor-Kompensation.

Die Anfechtbarkeit solcher Flächenausweisungen gefährdet die Erreichung des Flächenbeitragsziels.

Wird das Flächenbeitragsziel verfehlt, greift § 35 BauGB – mit der Folge einer unkontrollierten Privilegierung von Windenergieanlagen außerhalb der Regionalplanung.

Die Absenkung des Grenzwerts auf 40 % stellt sicher, dass ausgewiesene Vorrangflächen auch wirtschaftlich realisierbar sind und auf das Flächenbeitragsziel angerechnet werden können.

VIII. Folgen für die Gemeindefinanzierung

Nach § 6 EEG können Anlagenbetreiber den betroffenen Gemeinden 0,2 ct/kWh für die tatsächlich erzeugte Strommenge anbieten. Diese Beteiligung ist ein wesentliches Instrument zur Steigerung der kommunalen Akzeptanz der Windenergie.

Wenn nahezu alle Zuschläge nach Norddeutschland gehen, fließen auch die Gemeindebeteiligungen nach § 6 EEG dorthin. Süddeutsche Gemeinden, die Flächen für Windenergie bereitstellen, gehen leer aus. In der Ausschreibung Februar 2026 erhielten nur 3 von 34 Geboten aus Baden-Württemberg einen Zuschlag – die übrigen 148 genehmigten Anlagen und ihre Standortgemeinden partizipieren nicht an der EEG-Gemeindebeteiligung.

Ein eigenes Ausschreibungssegment für die Südregion stellt sicher, dass auch süddeutsche Gemeinden von der Wertschöpfung der Windenergie profitieren und die kommunale Akzeptanz erhalten bleibt.

6. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

6. Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

1. Referenzertragsmodell Anpassung Korrekturfaktor

Der **Korrekturfaktor** muss Strommindererträge durch äquivalent höhere spezifische EEG-Entgelte (anzulegender Wert) vollständig kompensieren.

Anlage 2 EEG 2023 sollte dahingehend reformiert werden, dass der Korrekturfaktor als **Kehrwert der Standortgüte** definiert wird, um eine Kostendeckung für Projekte im Süden zu gewährleisten.

2. Absenkung Grenzwert Standortgüte auf 40 % in der Südregion

Zusätzlich sollte der **untere Grenzwert** der Standortgüte auf **40 %** abgesenkt werden, sodass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in Bayern wirtschaftlich möglich wird.

- Das höher, wirtschaftlich realisierbare Flächenangebot vermeidet zusätzlichen Ausbau **Stromerzeugung im Norden** und **Ausbau Transport Nord Süden**

3. Zwei Ausschreibungsgebiete Wind an Land

Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord und Süd **nicht abgebaut** werden.

Um die Versorgungssicherheit in Bayern zu erhöhen und weiteren Netzausbau von Nord nach Süd zu vermeiden, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden.

- Nur eine **nachhaltige Steuerung des Zuwachses** für **Windenergie** an Land in **Süddeutschland** vermeidet zusätzlichen Ausbau im Norden und Netzausbau Nord-Süd nachhaltig.
- Ein **einmaliges Sonderausschreibungsvolumen** kann die **bestehende Lücke** und die **aktuell weiter aufgehende Schere** des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion **nicht schliessen**.
- Das gesetzliche **Ausschreibungsziel von 10.000 MW** jährlich soll im Verhältnis der Regionen aufgeteilt: **65 % Nordquote** (6.500 MW), **35 % Südquote** (3.500 MW).

Kernaufgabe ist, die Wirksamkeit der Instrumente im EEG2027 für den Ausbau von Windenergie im Süden sicherstellen. Nur die Kombination aus diesen drei Maßnahmen schafft die strukturellen und langfristigen Voraussetzungen dafür, dass die Potenziale für Windkraftprojekte in Bayern realisiert werden.



Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

+49 172 30 73 126

ben.schlemmermeier@caeli-wind.de



Auguste Möller

Teamlead Portfoliosteuerung

+49 162 38 44 062

auguste.moeller@caeli-wind.de